

УДК 622.83

И. С. Елкин, Е. А. Черепанова

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОГО РАДИУСА УВЛАЖНЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Из результатов многочисленных исследований, что предварительное региональное увлажнение является универсальным способом по повышению безопасности горных работ, снижению вероятности горных ударов, внезапных выбросов угля и газа, газовыделению, запыленности и других факторов [1].

При региональном увлажнении для определения радиуса увлажнения и основных технологических параметров в современной практике пользуются методологическими расчетами, приведенными в инструкциях по безопасности, разработанными в 70-е годы и ранее. Методика проведения расчетов практически не меняется уже на протяжении более 40 лет. В ее основе лежит простой принцип заполнения порового пространства жидкостью, вытеснение газовой фазы жидкостью. При расчете не учитывается давление газа в массиве и его массоперенос вследствие динамического изменения состояния массива, межфазовые процессы, протекающие на границе раздела уголь-газ-жидкость, а также микроскопическая структура угля.

Одной из причин такого состояния является отсутствие методов проведения контроля за проектированием процесса увлажнения и оценка его эффективности. А трудоемкость и материоемкость, требующая дополнительные экономические затраты, приводят к последующему отказу от применения технологии регионального предварительного низконапорного увлажнения на большинстве шахт.

Здесь мы рассмотрим один из частных случаев расчета технологических параметров увлажнения с применением влияния факторов межфазного взаимодействия.

Рассмотрим случай, когда скважина бурится в борт подготовленной горизонтальной выработки по углю параллельно напластованию. Длина про нарушенной скважины зависит от цели увлажнения. При увлажнении для предотвращения внезапных выбросов угля и газа необходимо, чтобы скважина полностью пересекала зону опорного давления. Если, например, зона опорного давления для выработки составляет 5 – 7 м, то длина скважины должна составлять не менее 12 м, а длина герметизации скважины 2 – 3 м.

Давление нагнетания P_H жидкости определяется исходя из глубины ведения горных работ по формуле [2]

$$P_{пл} \leq P_H \leq 0,75\gamma(H \pm L \sin \alpha_1), \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление газа; γ – удельный

вес слагающих пород, $\text{кг}/\text{м}^3$; H – глубина горных работ, м; L – длина скважины, м; α_1 – угол наклона скважины к горизонту.

В соответствие с результатами работ ряда исследователей давление нагнетания в целях повышения эффективности увлажнения может меняться. В первый период увлажнения рекомендуется производить увлажнение при давлениях больших рекомендованных в инструкциях на 10 – 30 %, максимально приближаясь к давлениям, соответствующим технологии гидроразрыва. Предполагается на этом этапе сформировать искусственно дополнительные трещины фильтрации, что значительно способствует увеличению эффективности увлажнения.

При изменении давлении и расхода жидкости оценить радиус увлажнения, рассчитать расстояние между скважинами по стандартным формулам, приведенным в инструкциях становиться проблематично. Решение этой задачи возможно путем наработывания опыта по применению данной технологии или применения законов массопереноса с решением задачи численными методами.

В простейшем случае, не усложняя начальных условий нашей задачи, будем считать, что давление на всем протяжении процесса увлажнения постоянно и определяется в соответствие с рекомендованной формулой (1). С другой стороны, расчет будим производить для однородного массива с коэффициентом фильтрационной анизотропии по напластованию, равным

$$k_a = \frac{k_{||}}{k_{\perp}} = \frac{a}{b},$$

где $k_{||}, k_{\perp}$ – коэффициенты фазовой проницаемости вдоль напластования и перпендикулярном направлении, соответственно,

Очевидно, что коэффициент фильтрационной анизотропии определяет форму зоны увлажнения. При однородном массиве она принимает форму эллипсоида, вытянутого вдоль напластования. Площадь сечения зоны увлажнения в этом случае, перпендикулярно увлажняющей скважины, равна

$$S = \pi ab,$$

где $a = R_a$ – полуось эллипса зоны увлажнения вдоль напластования, радиус увлажнения угольного пласта вдоль напластования; $b = R_b$ – полуось эллипса зоны увлажнения перпендикулярно напластованию, радиус увлажнения

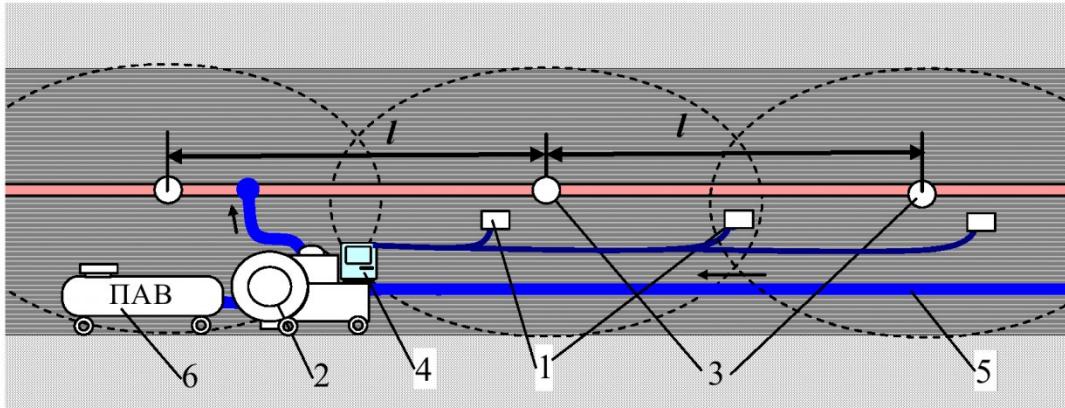


Рис.1. Схема увлажнения угольного пласта из подготовительной выработки с применением ПАВ: 1 - акустические датчики, 2 - насос, 3 - увлажняющие скважины с гидрозатвором, 4 - блок управления, 5 - трубопровод шахтного водоснабжения, 6 - влажность для ПАВ

угольного пласта перпендикулярно напластованию.

Расстояние между двумя соседними скважинами при одновременном нагнетании

$$l_x = 2R_a / \alpha = 2a / \alpha,$$

где $\alpha = 1.1$ – коэффициент «интерференционного» взаимовлияния смежных скважин.

Если учесть, что коэффициент фильтрационной анизотропии $k_a = \frac{k_{||}}{k_{\perp}} = \frac{a}{b}$, то

$$a = k_a b = k_a \alpha \frac{m}{2};$$

$$S = \pi a b = \pi k_a b^2 = \pi k_a \alpha^2 \frac{m^2}{4},$$

где m – мощность угольного пласта.

Тогда общий объем жидкости, необходимый для увлажнения угольного массива от одиночной скважины, пробуренной по напластованию из подготовленной выработки, определяется по формуле

$$\begin{aligned} V &= S(L - l_g)N = \\ &= 1,1^2 \pi k_a m^2 (L - l_g)(W_{max} - W_0) / 4 \end{aligned} \quad (2)$$

где k_a – коэффициент фильтрационной анизотропии; l_g – длина герметизируемой части скважины; L – длина скважины, м; m – мощность пласта; $N = (W_{max} - W_0)$ – норма увлажнения; W_{max}, W_0 – максимальная влажность массива и начальная влажность массива, соответственно.

Время увлажнения определяется расходом жидкости, темпом нагнетания, а также процессами, протекающими на границе раздела фаз. Расход жидкости в большинстве случаев определяется техническими возможностями используемого оборудования. С другой стороны, зависит от ко-

личества нагнетаемых скважин подключаемых одновременно к одной нагнетающей установке, от показателей приемистости скважин, давления нагнетания. В условиях нашей задачи расход будем считать постоянным, например, 30 л/мин как для используемых для этих целей переносных типа «Пропитка-3» или передвижных типа УНВ-2, НВУ-30м и др.

При постоянном расходе жидкости, не учитывая процессы межфазного взаимодействия, развивающиеся длительное время, время увлажнения мы оцениваем по формуле

$$t = V / Q \quad (3)$$

Необходимо сказать, что время, определяемое по этой формуле, не учитывает процессы, протекающие на границе раздела фаз на микроуровне.

Время увлажнения на практике определяется скоростью фильтрации и соответственно, временем движения фронта воды от скважины к границе уголь-порода, а отсюда, исходя из фильтрационной анизотропии угля, определяется радиус увлажнения по напластованию.

Здесь, время увлажнения определяется исходя из того, что целью увлажнения является повысить водонасыщенность угольного пласта и, соответственно, качество увлажнения. Если же целью становится увеличить скорость увлажнения при том же достижении уровня насыщения водой, то время, соответственно, уменьшается. Тогда в расчетах принимается, что фазовая пористость будет соответствовать фазовой пористости для воды. Очевидно, что время увлажнения на практике принимается из диапазона ограниченного этими значениями, полученными в первом и во втором случаях.

Так как фазовая пористость при применении смачивателей увеличивается, то, следовательно, увеличивается объем жидкости и, соответственно, время нагнетания при неизменном расходе жидкости и расстоянии между скважинами. В данном случае повышается качество увлажнения угольно-

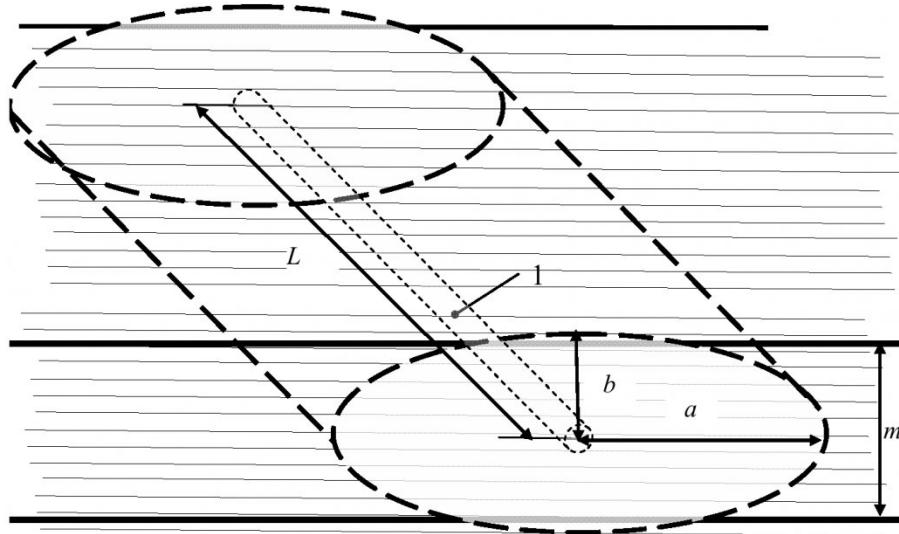


Рис.2. Параметры зоны увлажнения 1 увлажняющая скважина

го пласта, равномерное распределение жидкости.

Приведенные расчеты справедливы при $a \ll L$. В противном случае необходимо учесть фильтрационные процессы вдоль скважины.

Норма увлажнения и, соответственно, максимальная влажность массива определяются фазовой пористостью. Фазовая пористость массива для сложной капиллярно-пористой структуры угля зависит множества факторов. В том числе, от показателей гидрофильтрности угля: краевого угла смачивания, коэффициента поверхностного натяжения, концентрации смачивателя (ПАВ) в воде и др. Результаты лабораторных исследований и аналитических расчетов по массопереносу в угольном массиве, проведенными нами, показывают о зависимости фазовой проницаемости и фазовой пористости от давления нагнетания жидкости. Эта зависимость описывается нелинейной функцией, что в большинстве случаев приводит к необходимости определять коэффициенты проницаемости и фильтрации экспериментально в лабораторных и натурных условиях. На рис. 3 приведена зависимость фазовой пористости от краевого угла смачивания для различных давлений нагнетания, полученная в результате модельных расчетов.

В рамках наших исследований будем принимать зависимость коэффициента пористости от краевого угла смачиваемости по эмпирической зависимости в виде

$$\Pi = \Pi_0(1 + \beta \cos \Theta),$$

где Π_0 – фазовая пористость массива для воды; β – эмпирический коэффициент.

Аналитически можно представить взаимосвязь коэффициента проницаемости и коэффициента пористости, используя одну из простейших моделей капиллярно-пористого тела [4], по формуле:

$$K_{\text{пп}} = k \Pi^3 / S^2,$$

где S – удельная площадь поверхности капилляров; k – коэффициент, учитывающий геометрическую структуру капиллярно-пористого тела.

Контроль эффективности процесса увлажнения

Применение поверхностно-активных веществ типа «Неолас», «Эльфор», «Смуг», смачивателя ДБ и др. позволяет значительно увеличить скорость фильтрации, скорость увлажнения, проникающую способность жидкости в микрокапиллярной структуре угля, тем самым, вытесняя метан из макро капилляров в микрокапилляры, переводя метан в адсорбированное состояние, в котором его состояние будет более безопасным.

В шахтных условиях эффективность предварительного увлажнения при проведении подготовительной выработки оценивают исходя из целей и задач увлажнения угольного массива по:

- изменению газовыделения;
- снижению запыленности в подготовительной выработке;
- изменению электрического сопротивления массива;
- изменению потенциала геоэлектрического поля;
- изменение акустического поля и др.

При контроле процесса увлажнения на практике информативными показателями являются давление нагнетания и расход жидкости, а также изменение этих величин и соотношение между ними, определяющее качество протекание процесса увлажнения и его эффективность.

В данном случае эффективность противывбросных мероприятий мы предлагаем оценивать по формуле

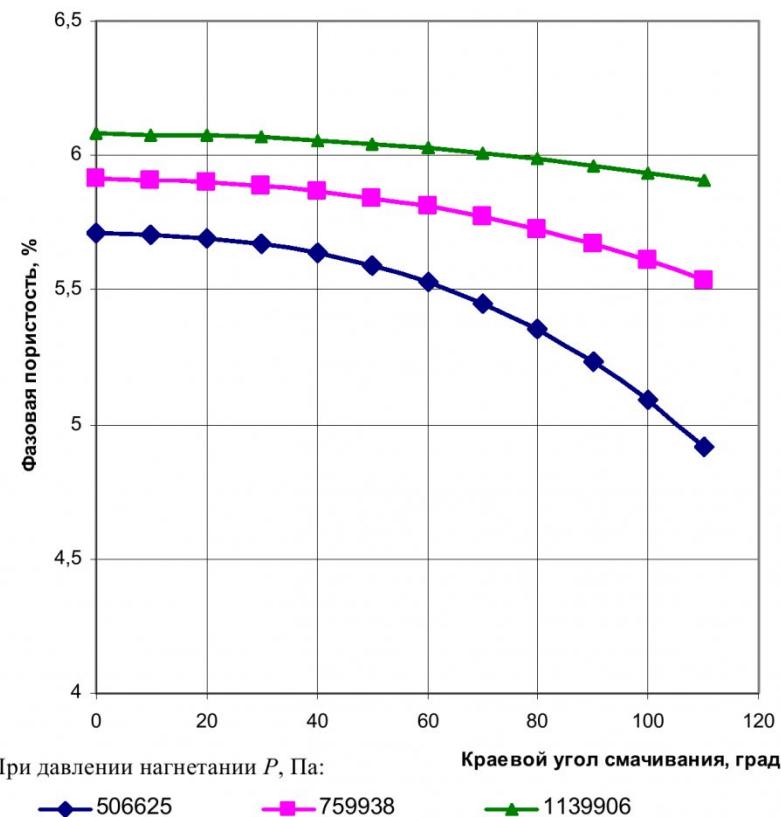


Рис.3. Зависимость фазовой пористости от краевого угла смачивания и давления нагнетания

$$\Theta = \frac{W_{\max_{\text{вода}}} - W_{\max_{\text{ПАВ}}}}{W_{\max_{\text{вода}}}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

где $W_{\max_{\text{вода}}}$ – фазовая пористость угольного массива для воды; $W_{\max_{\text{ПАВ}}}$ – максимальная гидроскопическая влажность при увлажнении раствором ПАВ с оптимальной концентрацией, соответствующая фазовой пористости угольного массива для раствора ПАВ, содержащий смачиватель с оптимальной концентрацией.

С другой стороны, изменение градиента влажности угольного массива в процессе увлажнения, определяемой, например одним из акустических методов, будет определять также эффективность увлажнения.

Вероятность выбросов после увлажнения в соответствие с инструкцией определяется по диаграмме [2].

Расчет вероятности выбросов после увлажнения позволяет определить эффективность противовыбросных мероприятий. Расчет эффективности увлажнения по формуле (4) позволяет оценить эффективность противовыбросных мероприятий.

Измеряя объем штыба и влажность угольного массива до увлажнения, определяем выбросоопасность угольного пласта. Затем, проведя расчеты и определив $W_{\max_{\text{ПАВ}}}$, и сравнивая с $W_{\max_{\text{вода}}}$, получим оценку снижения выбросоопасности.

Результаты расчетов и натурные наблюдения показывают, что увеличение фазовой пористости на 10 % снижает выбросоопасность пласта вдвое.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Чернов, О. И. Движение жидкости в угольных пластах / О. И. Чернов, Черкасов В.С., Горбачев А.Т. – Новосибирск: Наука, 1981.– 128 с.
- Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля (породы) и газа РД 05-350-00. – М.: Госгортехнадзор, 2000. – 125 с.
- Елкин, И. С. Повышение эффективности низконапорного увлажнения угольных пластов. / И. С. Елкин, В. В. Дырдин, В. Н. Михайлов. – Кемерово: Кузбассиздат, 2001. – 100 с.
- Лыков, А. В. Тепломассообмен / А. В. Лыков. – М.: Энергия, 1971. – 560 с.

□ Авторы статьи:

Елкин
Иван Сергеевич,
канд.техн.наук, доц. каф. физики
КузГТУ, e-mail: jelkin@mail.ru,

Черепанова
Евгения Андреевна,
студентка гр. ХНб-111
КузГТУ Тел.89530610705